

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Электроснабжение кустовых площадок Усинского нефтяного месторождения»

Студент

А.Д. Агафонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) бакалавра выполнена на тему «Электроснабжение кустовых площадок Усинского нефтяного месторождения».

Выпускная квалификационная работа состоит из 8 разделов: Параметры и характеристика нефтяного месторождения, Электроснабжение и электрооборудование нефтедобычи, Расчет электрических нагрузок нефтедобывающего месторождения, Выбор количества и мощности трансформаторов, Компенсация реактивной мощности, Составление картограммы центра электрических нагрузок, Подбор схемы внешнего электроснабжения, Расчет токов короткого замыкания.

Основной целью работы является создание проекта электроснабжения.

В работе проведены:

- анализ объекта и систематизация полученной информации;
- расчёты электрических нагрузок электроприемников;
- выбор схемы электроснабжения;
- выбор необходимого оборудования для функционирования системы;

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 48 страниц, 11 таблиц, 5 рисунков, 30 использованных источников, включая 5 иностранных источников и 6 листов графической части формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Параметры и характеристика нефтяного месторождения.....	6
1.1	Расположение и климатические условия .....	6
1.2	Главные технологические процессы нефтедобычи.....	6
1.3	Основные потребители электроэнергии и электрической нагрузки.....	7
2	Электроснабжение и электрооборудование нефтедобычи .....	8
2.1	Технологическая часть .....	8
3	Расчет электрических нагрузок нефтедобывающего месторождения.....	13
4	Выбор количества и мощности трансформаторов.....	15
4.1	Подбор понижающих трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ.....	15
4.2	Расчет мощности, теряемой трансформаторами при понижении напряжения с 6 до 0,4 Кв.....	21
4.3	Подбор исполнения КТП на объектах нефтяного месторождения.....	23
4.4	Подбор количества и номинальной мощности трансформаторов нефтедобывающего месторождения напряжением 110/6 кВ .....	24
5	Компенсация реактивной мощности.....	28
5.1	Финальное определение модели трансформатора.....	30
6	Составление картограммы центра электрических нагрузок .....	32
7	Подбор схемы внешнего электроснабжения.....	35
7.1	Выбор главной схемы электрических соединений.....	35
8	Расчет токов КЗ .....	37
8.1	Расчет времени короткого замыкания для линий на низкой стороне .....	40
8.2	Расчет времени короткого замыкания для секционных выключателей на низкой стороне.....	41
8.3	Расчет времени короткого замыкания для ячейки ввода на стороне НН..	41
8.4	Расчет времени короткого замыкания для линий на высокой стороне.....	41
8.5	Расчет теплового импульса .....	41
	Заключение .....	44
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	45

## ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа является одной из важнейших звеньев энергетической программы страны. Развитие отраслей топливно-энергетического комплекса должно сопровождаться планомерным проведением энергосберегающей политики. Добиться решения этой задачи можно только путем применения рациональных систем разработки месторождений, совершенствования буровых работ, добычи и транспорта нефти, применение прогрессивных технологий. Также важно совершенствование и повышение надежности электрооборудования, систем электропривода и электроснабжения технологических установок, внедрение развитых автоматизированных систем управления технологическим процессом.

Кустовая нефти добывающая площадка в районах крайнего севера относят к потребителям первой категории. Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения кустовых нефти добывающих площадок заключаются в оптимизации параметров этой системы, путём правильного выбора номинального напряжения по технико-экономическим расчётам, определения расчётных электрических нагрузок, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкции электрической сети, средств компенсации реактивной мощности, правильного построения схемы электроснабжения.

Темой выпускной квалификационной работы является «Разработка системы электроснабжения кустовых площадок Усинского месторождения» которая является актуальной.

В данной выпускной квалификационной работе разрабатывается проект электроснабжение нефтедобывающих кустов скважин № 123, №125, №128, №129, №2018, №2053, №2072.

Задачами выпускной квалификационной работы является:

- Разработка проекта электроснабжения скважин на напряжение ниже 1000 В;
- Разработка проекта внешнего электроснабжения месторождения.

При разработке проекта необходимо использовать современное преимущественно отечественное оборудование, а также стандартные унифицированные проекты для сокращения затрат. Кроме того, должны быть проанализированы и учтены климатические особенности региона месторасположения месторождения.

# **1 Параметры и характеристика нефтяного месторождения**

## **1.1 Расположение и климатические условия**

Кустовые установки Усинского нефтяного месторождения находятся за полярным кругом в Республике Коми, предприятие ОАО «Лукойл-Коми» занимается добычей на данных месторождениях.

Согласно сайту «Гисметео», обладает следующими климатическими условиями:

- среднегодовая температура воздуха -6 °С;
- абсолютная минимальная температура воздуха -52°С;
- абсолютная максимальная температура воздуха +35°С;
- ветровая нагрузка IV района по СП 20.13330.2011 – 0,49 кПа;
- снеговая нагрузка расчетная для V района по СП 20.13330.2011 и СНиП 2.01.07-85\* - 3,3 кПа;
- сейсмичность — неактивная зона; - зона влажности — нормальная.
- тип атмосферы - II (промышленная) по ГОСТ 15150-69.

Оборудование, располагаемое на данной местности должно иметь категорию размещения УХЛ1 и рассчитываться для работы в перечисленных выше климатических условиях.

## **1.2 Главные технологические процессы нефтедобычи**

В нефтедобыче технологический процесс осуществляет поэтапно следующие процессы:

- 1) Добыча нефти и попутного газа через нефтедобывающие скважины;

2) Прохождение нефти и попутного газа через измерительные установки АГЗУ, которые отделяют нефть от попутного газа и производят подсчет данного сырья;

3) Транспортировка нефти с помощью ДНС (дожимных насосных станций) которые создают необходимое давление в коллекторе;

4) Прохождение эмульсии нефти через УПН (установку подготовки нефти) для очистки её крупных примесей и разделения на газ, воду и саму нефть для её транспортировки;

5) Очистка от газа, конденсата и прочих вредных примесей, а также прохождение через компрессионные насосные станции (КНС) с помощью которых создается давление необходимого для транспортировки нефти;

6) Возврат полученной при очистке эмульсии воды назад в пласт;

### **1.3 Основные потребители электроэнергии и электрической нагрузки**

1) Главные потребители электрической энергии:

2) Погружные нефтяные насосы центробежного типа (ЭЦН);

3) Нефтяные насосы - станки качалки;

4) Блок боксы насосов при ДНС;

5) Установки подготовки нефти (УПС);

6) Замерные установки АГЗУ

7) Блоки дозированной подачи реагента (БР)

По надежности электроснабжения ГЗУ, ДНС скважины относятся ко II категории, КНС - к III категории.

Данные кустовые установки находятся в неблагоприятных климатических условиях что усложняет технологический процесс нефтедобычи.

## **2 Электроснабжение и электрооборудование нефтедобычи**

### **2.1 Технологическая часть**

Оборудование необходимое для нефтедобычи на месторождениях находится с учетом пожарной безопасности и технологического процесса.

Основные потребители на данных кустах — это ЭЦН насосы и станки качалки, которые работают от КТП, находящихся недалеко от устья скважины.

Режимы работы и тех, и других продолжительный, оба имеют в составе трехфазные асинхронные двигатели, разница состоит в схеме питания, так как станок качалка установлен непосредственно на скважину снаружи, питание его осуществляется напрямую от КТП через блок управления установленный непосредственно на самом станке и питается трехфазным током напряжением 380 вольт и частотой 50 герц для этого обычно используется кабель ВВГнг 5х35 проложенный в металлических лотках по кабельной эстакаде. С ЭЦН насосами схема немного сложнее, так как насос погружается непосредственно в скважину, на месторождениях глубина скважин может достигать 3000 метров, поэтому питание в 380 вольт как для обычного станка качалки невозможно, для питания данных насосов используются повышающие трансформаторы ТМПН разных мощностей в купе со станциями управления «Борец» которые установлены перед ними. Напряжение, которое выдают данные трансформаторы в среднем для месторождений это 3000 вольт. Питание трансформаторов обычно осуществляется кабелем ВВГнг 4х50, из ТМПН до соединительной коробки КПК-2 находящейся у устья скважины осуществляется высоковольтным бронированным кабелем ВБШв-6 3х35 или 3х50, далее в самой скважине до насоса питание происходит с помощью кабеля специально кабеля, использующего именно для погружных высоковольтных насосов КППБК 3х35. Нагрузка, создаваемая данными приборами симметричная и



равномерная. По степени бесперебойности все они принадлежат третьей категории.

Замерные установки (АГЗУ) потребляют значительно меньшее, основные потребители в них, это установки обогрева и вентиляция, питание АГЗУ осуществляется трехфазным током частотой 50 герц и напряжением 380 вольт, средняя мощность 5кВт. Так же для регулирования, автоматического отключения и т. д. используются электродвигатели, параметры и потребление тока примерно аналогично АГЗУ. Все данные электропотребители относятся к третьей категории.

Следующие потребители – дожимные насосные станции, они в основном состоят из насосов, в среднем силы приводов насоса 45 кВт, а режим работы продолжительный, по степени бесперебойной работы они принадлежат к третьей категории.

## **2.2 Расчет нагрузок нефтяного месторождения на низкой стороне напряжением до 1000В**

Рассчитаем общие нагрузки с помощью подсчета общего коэффициента электронагрузки, так же для потребителей до 1000В отдельно подсчитаем нагрузку нефтедобывающего куста № 123 целиком.

Определим нагрузку КТПН 6/0,4 кВ нефтедобывающего куста № 123, в соответствии со следующими данными ЭП:

1) Электродвигатель погружного насоса;  $K_{и} = 0,6$ ;  $\cos\varphi = 0,89$ ;  $tg\varphi = 0,512$ ;  $P_{н} = 45,0$  кВт;

2) Электродвигатель погружного насоса;  $K_{и} = 0,5$ ;  $\cos\varphi = 0,89$ ;  $tg\varphi = 0,512$ ;  $P_{н} = 45,0$  кВт;

3) Электродвигатель погружного насоса;  $K_{и} = 0,7$ ;  $\cos\varphi = 0,89$ ;  $tg\varphi = 0,512$ ;  $P_{н} = 45,0$  кВт;

4) Электродвигатель погружного насоса;  $K_{и} = 0,7$ ;  $\cos\varphi = 0,89$ ;  $tg\varphi = 0,512$ ;  $P_{н} = 32,0$  кВт;

Расчет нагрузки рассматривается на примере КТП-123 с АВР и двумя трансформаторами.

Общее количество насосов - 4 шт.,  $K_{и} = 0,639$ ;  $\cos\varphi = 0,89$ ;  $tg\varphi = 0,512$ ;

$$P_{н} = 167,0 \text{ кВт.}$$

Определяем наивысшие нагрузки по графику за самую загруженную рабочую смену по следующим формулам:

$$P_{см} = K_{и} \cdot P_{см} \cdot n \quad (1)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\varphi \quad (2)$$

где  $P_{см}$ ,  $Q_{см}$  - реактивная и активная электрически нагрузки за наиболее загруженную рабочую смену, в кВт, кВар;

$n$  - количество электроприемников;

$tg\varphi$  - коэффициент мощности; -

$K_{и}$  - коэффициент использования;

$$P_{см} = 0,639 \cdot 167,0 = 106,71 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = 106,71 \cdot 0,512 = 54,635 \text{ кВар.}$$

Рассчитаем коэффициент использования группы электроприемников по следующей формуле:

$$K_{иг} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{н}}, \quad (3)$$

$$K_{иг} = \frac{106,71}{167,0} = 0,64$$

Для расчёта числа электроприемников  $n_э$  определяем величину по формуле:

$$n_э = \sum n \cdot P_H^2, \quad (4)$$
$$n_э = 3 \cdot 45^2 + 32^2 = 7099 \text{ кВт}$$

Определяем эффективное число ЭП по формуле:

$$n_э = \frac{(\sum_1^n P_H)^2}{\sum_1^n n \cdot P_H^2}, \quad (5)$$
$$n_э = \frac{167,0^2}{7099} = 3,3$$

Принимаем число  $n_э = 3$  как количество

Определяем активную мощность :

$$P_p = K_p \cdot P_{см}, \quad (6)$$
$$P_p = 1,12 \cdot 106,71 = 119,51.$$

Определяем реактивную нагрузку:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{и}, \quad (7)$$
$$Q_p = 1,1 \cdot 54,635 = 60 \text{ кВар.}$$

Рассчитываем полную мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (8)$$
$$S_p = \sqrt{119,51^2 + 60^2} = 133,72 \text{ кВар.}$$

Рассчитываем значение токовой нагрузки  $I_p$  А:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (9)$$
$$I_p = \frac{133,72}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 205,72 \text{ A.}$$

Расчет трехфазных нагрузок силовых электроприемников напряжением до 1000В закончен. Нагрузка однофазных электроприемников на столько мала, что ей можно пренебречь.

Выбор оборудования исходил из необходимого технологического процесса для нефтедобычи на месторождениях с учетом пожарной безопасности и расчета электрических нагрузок на низкой стороне напряжением до 1000 В.

### 3 Расчет электрических нагрузок нефтедобывающего месторождения

При проектировании электроснабжения нефти добывающих месторождений в первую очередь ведётся расчёт всех электрически нагрузок. Расчёт электрических нагрузок нужен для подбора и проверки силовых трансформаторов, проводников электрической энергии, компенсирующих устройств и так далее. Для корректного определения затрат на строительство электросетей и систем электроснабжения данных нефтедобывающих месторождений рассчитывают электрические нагрузки потребителей, а также расходы на их эксплуатацию и надежность электрооборудования.

Для данного проектируемого нефтяного месторождения вся мощность задается по объектам, перечисленным выше.

Для определения электрических нагрузок, воспользуемся расчетом по коэффициенту спроса. Определение нагрузок проведено на основании данных о общей установленной мощности объектов нефтедобычи, включая их освещение. Также учитывается коэффициент мощности и коэффициент спроса.

Для групп электроприемников одинаковых по режиму работы расчетную нагрузку определяем по следующим формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \quad (10)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (11)$$

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (12)$$

где:

$P_p$  - активная мощность, в кВт;

$S_p$  - определенная мощность для всех электроприемников.

$P_{уст}$  - активная мощность всех рассчитываемых электроприемников, в кВт;

$Q_p$  - расчетная реактивная мощность, в кВар;

$K_c$  - коэффициент спроса;

$tg\varphi$  - коэффициент реактивной мощности;

По формуле расчетная нагрузка нефтедобывающего месторождения кустов нефтедобычи определяется как сумма всех расчетных нагрузок, располагающихся на данных объектах, и рассчитывается по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{pi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{pi}\right)^2}, \quad (13)$$

Расчёт электрических нагрузок позволяет подобрать и проверить силовые трансформаторы, проводников электрической энергии, компенсирующих устройства и так далее. А также для корректного определения затрат на строительство электросетей и систем электроснабжения данных нефтедобывающих месторождений.

## **4 Выбор количества и мощности трансформаторов**

### **4.1 Подбор понижающих трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ**

Мощность и количество трансформаторов на нефтедобывающем объекте зависит от двух основных параметров, это категория потребителей, так как у нас у фактически у всех потребителей категория бесперебойной работы оборудования третья, нам необходимо в каждое КТП установить минимум 2 трансформатора одинаковые по параметрам, который каждый в отдельности сможет выдерживать нагрузку необходимую для работы объекта нефтедобычи. Для цехов с химически активной средой, пожароопасных и взрывоопасных объектов, среды которых могут воздействовать на оборудование подстанции, а также в случаи питания групп мелких разбросанных объектов с общей нагрузкой до 1000 кВА, запитывают от отдельно стоящих подстанций. Также при проектировании необходимо и учитывать возможность расширения производственных мощностей предприятия и отдельных цехов. Для этого необходимо предусмотреть возможность установки в КТП трансформаторов большей мощности. Например, при установке трансформатора с мощностью 400 кВА предусматривают габаритные камеры и под трансформатор с мощностью 630 кВА и так далее. Более того, если предприятие или цех имеют потребителей первой категории, то установка двух трансформаторов, выполняющих резервирование электропитания обязательна, при этом резерв должен вводиться автоматически. Для КТП с наличием потребителей второй категории возможна установка одного трансформатора. Резервная линия может заводиться от другой, смежной подстанции, путем прокладывания перемычки на стороне низкого напряжения. Но в большинстве случаев применяют двух трансформаторные подстанции. На КТП не рекомендуется установка более двух трансформаторов, поскольку это ведет к усложнению электрических схем и увеличению капитальных затрат. Самыми дешевыми

являются одно трансформаторные станции, однако если график нагрузки предприятия резко меняется в течении суток, то в целях экономии электрической энергии применяют двух трансформаторный вариант. Иногда встречаются варианты с тремя и более трансформаторами, но они очень редки и применяются в особых случаях. Также при выборе трансформаторов в КТП необходимо стремиться к тому, чтобы все они имели одинаковую мощность. Расчет мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки каждого электропотребителя и коэффициента загрузки. Разделим расчетную нагрузку по КТП (таблица 1).

Таблица 1 – Общая нагрузка для каждой КТП

Объект, где установлено КТП	Категория потребителя	$P_p$ ; кВт	$Q_p$ ; кВар	$S_p$ ; кВА
1	2	3	4	5
КТП-123				
Нефтедобывающий куст № 123	III	119,51	60	133,72
КТП-125				
Нефтедобывающий куст № 125	III	95,12	57,45	111,12
КТП-128				
Нефтедобывающий куст № 128	III	66,92	23,96	71,1
КТП-129				
Нефтедобывающий куст № 129	III	101,38	58,77	117,19
КТП-2018				
Нефтедобывающий куст № 2018	III	96,54	57,78	112,51
КТП-2053				
Нефтедобывающий куст № 2053	III	61,57	49,47	78,99

Продолжение таблицы 1



1	2	3	4	5
КТП-2072				
Нефтедобывающий куст № 2072	III	80,3	48,17	93,64
КТП-1				
Насосная компрессорная станция	II	148,7	141,15	206,5
КТП-2				
УПН	II	415,7	323,3	529,02
ИТОГО по всем КТП		1285,73	820,05	1453,79

Выберем мощность и количество трансформаторов для КТП куста № 123:

1) Количество трансформаторов на КТП регламентируется в основном категорией потребителя, для потребителей категории III, мы понесем существенные экономические потери при отсутствии электричества на объекте, поэтому будем использовать два трансформатора, но рассчитываем один, так как второй трансформатор предназначен для резервирования нагрузки.

2) Примерная мощность трансформатора рассчитывается:

$$S_{\text{ор.тр}} = \frac{S_p \Sigma}{n \cdot K_3}, \quad (14)$$

где:  $S_p \Sigma$  - рассчитанная мощность Т-1;

$n$  - количество трансформаторов;

$K_3$  - коэффициент нагрузки трансформатора

$$S_{\text{ср.тр}} = \frac{133,72}{1 \cdot 0,7} = 191 \text{ кВА}$$

3) Из каталога выбрали трансформатор, приближенный по нашим параметрам: ТМЗ-250/6/0,4/У/УН-0 (n = 1 шт.).

4) Рассчитаем коэффициент нагрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_p \Sigma}{n \cdot S_{\text{ст.тр}}}, \quad (15)$$

Где:  $S_{\text{ст.тр}}$  – стандартная расчетная мощность трансформатора.

$$K_3 = \frac{133,72}{250} = 0,53$$

5) Расчет мощности трансформаторов учитывает реактивную мощность, для сетей 0,4 кВ. Для расчета максимальной реактивной мощности трансформатора  $Q_{\text{max.тт}}$  используем формулу:

$$Q_{\text{max.тт}} = \sqrt{(1,1 \cdot n \cdot K_3 \cdot S_{\text{ст.тр}})^2 - P_p^2}$$

где 1,1 - коэффициент учитывающий, что данные трансформаторы имеют загрузку, не превышающую 0,9 и коэффициента сменности по энергоиспользованию, имеет значение 0,9, поэтому для масляных трансформаторов может быть допущена систематическая перегрузка 10% в течение одной смены.

$$Q_{\text{max.тт}} = \sqrt{(1,1 \cdot 0,53 \cdot 250)^2 - 119,51^2} = 291,87$$

Текущие расчеты показывают нам, что трансформаторы могут выделить в сеть 0,4 кВ нужное количество реактивной мощности, проверяется данное значение по следующему условию:

$$Q_{max.тт} > Q_p \quad (16)$$

$$291,87 \text{квар} > 60 \text{ квар}$$

б) В текущих условиях и классе электропотребителей в КТП предусмотрено по два одинаковых трансформатора, но все вторые трансформаторы используются как резервные, способные долговременно держать нагрузку всего объекта при неисправности первого или выводе его в ремонт. Произведем испытание этих трансформаторов на систематическую пере нагрузку.

Для данного вида нагрузок обозначенного на графике рисунка 1, испытаем выбранные ранее нами трансформаторы и периодичную пере нагрузку.

Перегрузка  $S_{ав.т}$  кВА определяется по следующей формуле:

$$S_{ав.т} = K_{доп} \cdot S_{нт} \quad (17)$$

где  $K_{доп}$  - коэффициент периодической перегрузки трансформаторов.

Так как номинальная мощность трансформатора превышает мощность данного узла, то есть выполняется условие:

$$S_{нт} = 250 \text{кВА} > 133,72 \text{кВА} = S_p$$

Следовательно, если выполняется данное условие, то трансформаторы на систематическую перегрузку не проверяются.

В КТП куста скважин № 123 предусматриваем трансформаторы ТМЗ-250/6/0,4. параметры которых выписаны в таблицу 4. Так же производим расчет параметров трансформаторов для всех КТП установленных на месторождениях и выпишем их в таблицу 2

Таблица 2 – Параметры КТП

$U_{вн};$ кВ	$\Delta P_{хх};$ кВт	$I_{хх};$ %	$\Delta P_{кз};$ кВт	$U_{кз};$ %	$U_{нн};$ кВ	Сст. тр; в кВА
6,0	0,51	4	2,65	5,5	0,4	160
6,0	0,74	3,5	3,7	5,5	0,4	250
6,0	1,3	3	5,4	5,5	0,4	400
6,0	2	1,5	7,3	5,5	0,4	630

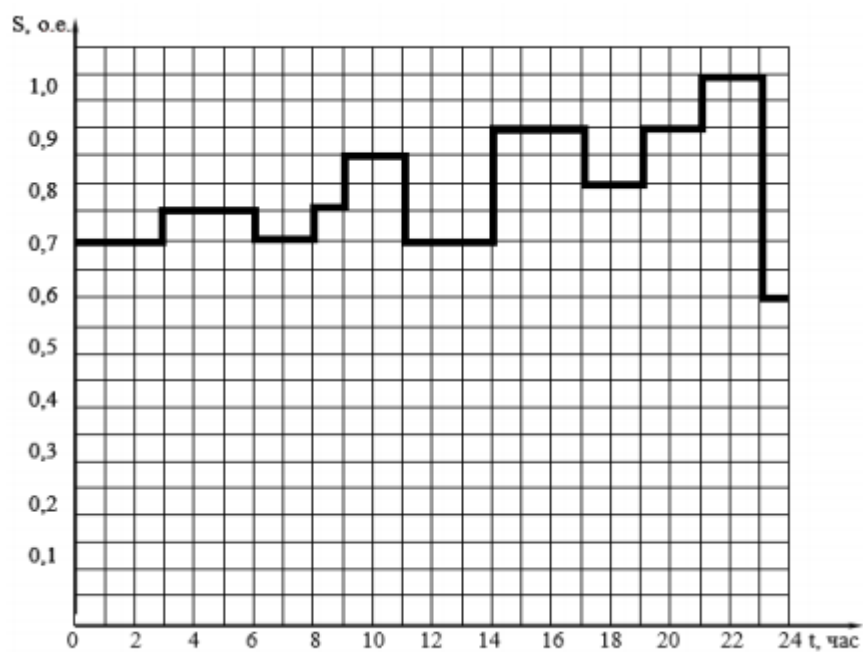


Рисунок 1 – График электрической нагрузки в зависимости от времени

Таблица 3 – Используемые нами трансформаторы и мощность, и количество

Данные, полученные в ходе расчетов	Объекты и используемые трансформаторы								
	КТП-1	КТП-2	КТП-123	КТП-125	КТП-128	КТП-129	КТП-2018	КТП-2053	КТП-2072
Типы трансформаторов	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ	ТМ
$S_{p\Sigma}$ , кВА	206,5	529	133,72	11,12	71,08	117,1	112,51	78,99	93,64
Сор. тр., кВА	250	630	250	160	160	160	160	160	160
n, шт.	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Кз	0,8	0,8	0,8	0,7	0,4	0,7	0,7	0,5	0,6
Ст. тр., кВА	250	630	250	160	160	160	160	160	160
К'з	0,8	0,8	0,8	0,7	0,4	0,7	0,7	0,5	0,6
$Q_{max}$ т., кВар	429,2	1087	291,87	76,77	40,44	79,61	77,44	61,30	64,51
Qр, кВар	141,15	323,3	60	57,451	23,961	58,769	57,781	49,473	48,171

#### 4.2 Расчет мощности, теряемой трансформаторами при понижении напряжения с 6 до 0,4 Кв

Рассчитаем потери мощности для КТП на нефтедобывающем кусте №123:

- рассчитаем потери активной энергии  $\Delta P_m$  кВт:

$$\Delta P_m = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \left( \frac{S_{p\Sigma}}{S_{mp-ct}} \right)^2 \quad (18)$$

При этом  $\Delta P_{xx}$  и  $\Delta P_{кз}$  - потери, которые происходят при холостой работе трансформатора и коротком замыкании, кВт.

$$\Delta P_m = 1 \cdot 0,51 + 1 \cdot 2,65 \left( \frac{133,72}{250} \right)^2 = 0,88 \text{ кВт.}$$

Рассчитываем потери реактивной мощности :

$$\Delta Q_m = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{mp\text{-}ст}}{100} + \frac{1}{n} + \frac{U_{кз} \cdot S_{p\Sigma}^2}{100 \cdot S_{mp\text{-}ст}} \quad (19)$$

При  $U_{кз}$  и  $I_{xx}$  потери, которые происходят при холостой работе трансформатора и коротком замыкании, в процентном соотношении.

$$\Delta Q_m = \frac{1 \cdot 4 \cdot 250}{100} + \frac{5,5 \cdot 133,72^2}{100 \cdot 250} = 13,93 \text{ кВар.}$$

Рассчитаем мощность Т-1 при этом прибавляя к ней возможные потери:

Рассчитаем активную мощность  $P_{mn}$ , кВт, :

$$P_{mn} = P_p + \Delta P_m, \quad (20)$$

$$P_{mn} = 119,51 + 0,88 = 120,39 \text{ кВт}$$

Рассчитаем реактивную мощность:

$$Q_{mn} = Q_p + \Delta Q_m, \quad (21)$$

$$Q_{mn} = 60 + 13,93 = 73,93 \text{ кВар.}$$

Рассчитаем полную мощность  $S_{mn}$  кВа :

$$S_{mn} = \sqrt{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2}, \quad (22)$$

$$S_{mn} = \sqrt{120,39^2 + 73,93^2} = 141,27 \text{ кВА}$$

По такому же принципу определяем полную мощность для всех КТП, а результаты расчетов сводим в таблицу 4

Таблица 4 - Расчетная нагрузка с учетом потерь в трансформаторах

Трансформаторная подстанция	$P_{тп}$ , кВт	$\Delta P_{т}$ кВт	$\Delta Q_{т}$ , кВар	$S_{тп}$ кВа	$Q_{тп}$ кВар
1	2	3	4	5	6
КТП-1	151,44	3,30	2,74	222,75	163,34
КТП-2	422,27	6,57	6,57	551,29	354,42
КТП-123	120,39	0,88	13,93	141,27	73,93
КТП-125	96,91	2,00	1,79	118,6	68,05
КТП-128	67,96	1,23	1,03	75,16	32,10
КТП-129	103,32	1,83	1,93	124,73	69,89
КТП-2018	98,36	2,04	1,82	119,88	68,53
КТП-2053	62,73	1,36	1,16	85,45	58,02
КТП-2072	81,72	1,62	1,42	99,97	57,59

#### 4.3 Подбор исполнения КТП на объектах нефтяного месторождения

В выпускной квалификационной работе мы будем использовать КТП 6/0,4 кВ наружной установки с двумя секциями, обледенёнными с помощью АВР, способными по отдельности выдерживать максимальную нагрузку на каждом из объектов где они установлены, при этом во избежание простоя оборудование, все электропотребители, подключенные КТП примерно в одинаковой степени расформировываются по её обоим секциям, что приведет к меньшей нагрузке отсутствию простоя у оборудования, все КТП снабжены освещением, разделенными секциями между высоковольтной и низковольтной частью, имеют видимое заземление в двух и более точках и установленные на металлические площадки. Для питания высоковольтной части КТП в основном используются воздушные вводы, но предусмотрен и кабельный ввод в нижней её части.

Все данные об используемых нами КТП сведены в таблицу 5

Таблица 5 - Каталожные данные КТП

Параметры КТП	КТПН-72М-400	КТПН-72М-250	КТП-250	КТПН-72М-160
1	5	3	4	2
Номинальная мощность трансформатора, кВА	400	250	250	160
Ввод	Воздушный	Воздушный	Кабельный	Воздушный
Тип силового трансформатора	2хТМ	2хТМ	2хТМЗ	2хТМ
Тип коммутационного аппарата:	-	-	-	-
на вводах и секционных 0,4 кВ	ВА	ВА	Э40	ВА
на отходящих линиях 0,4 кВ	АЕ	АЕ	АЕ	АЕ
на стороне 6 кВ	РВЗ-6/400	РВЗ-6/400	РВЗ-6/400	РВЗ-6/400

#### 4.4 Подбор количества и номинальной мощности трансформаторов нефтедобывающего месторождения напряжением 110/6 кВ

Исходя из категории потребителей определяем количество трансформаторов, находящихся на объектах, питаемые от ГПП, выбираем для установки два трансформатора с возможностью резервирования исходя из ранее принятыми нами данными

Рассчитаем общую мощность:

$$S_{p\Sigma} = S_{mn\Sigma} + S_{дв\Sigma} + S_{пос\Sigma} , \quad (23)$$

где:

$S_{дв}$  - суммарная нагрузка электродвигателей, кВА;

$S_{пос}$  - нагрузка села "Усть-Уса".



$$S_{p\Sigma} = 1453,79 + 1285,73 + 4951 = 7690,52 \text{ кВА}$$

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_{op.mp} = \frac{S_{p\Sigma}}{n \cdot K_3} \quad (24)$$
$$S_{op.mp} = \frac{7690,52}{2 \cdot 0,4} = 9613,15 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТДН-6/110.

Рассчитываем коэффициент нагрузки трансформатора:

$$K_3' = \frac{S_{p\Sigma}}{n \cdot S_{cp.mp}} \quad (25)$$
$$K_3' = \frac{9613,15}{2 \cdot 10000} = 0,4$$

Так же испытываем данные трансформаторы на работу в аварийном режиме в соответствии с графиком нагрузки:

$$S_{ав.т.} = K_{доп} \cdot S_{н.т.} \quad (26)$$

$$S_{ав.т.} = 1,1 \cdot 10000 = 11000 \text{ кВА}$$

$$S_{ав.т.} > S_p \quad (27)$$

$$11000 \text{ кВА} > 9613,15 \text{кВА}$$

Трансформаторы проверены и подходят. На главную понижающую подстанцию устанавливаем два трансформатора типа ТДН-6/110. Параметры трансформаторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры трансформаторов ТДН-6/110

Сст. тр; кВА	$U_{ВН}$ ; кВ	$I_{ХХ}$ ; %	$\Delta P_{КЗ}$ ; кВт	$U_{НН}$ ; кВ	$\Delta P_{ХХ}$ ; кВт	$U_{КЗ}$ ; %
10000	115,0	0,85	60,0	6,5	14,0	6,5

Рассчитаем потери мощности:

Рассчитаем потери активной энергии:

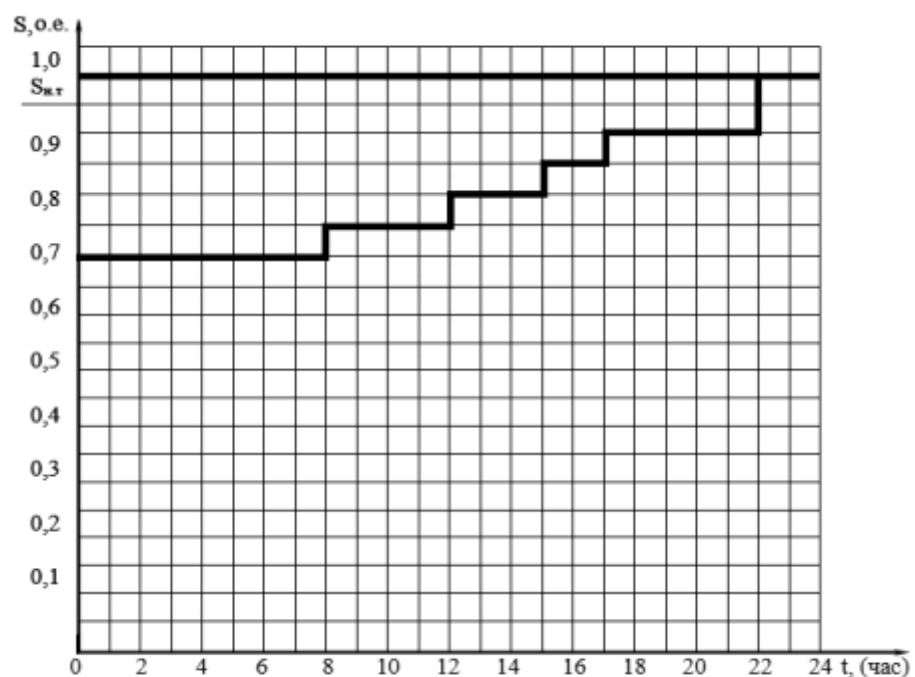
$$\Delta P_m = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{p\Sigma}}{S_{мп.ст.}} \right)^2 \quad (28)$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot 14 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left( \frac{9613,15}{10000} \right)^2 = 55,65 \text{ кВт}$$

Рассчитываем потери реактивной мощности:

$$\Delta Q = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{ст.тр}}{100} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз} \cdot S_{p\Sigma}^2}{100 \cdot S_{ст.тр}} \quad (29)$$

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot 0,85 \cdot 10000}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{6,5 \cdot 9613,15^2}{100 \cdot 10000} = 470 \text{ кВар}$$



## Рисунок 2 – Совмещенный суточный график нагрузки

Мощность и количество трансформаторов на нефтедобывающем объекте определи исходя из категории потребителей и из расчетной нагрузки каждого электропотребителя и коэффициента загрузки.

На нефтедобывающем объекте будут использовать КТП 6/0,4 кВ наружной установки с двумя секциями, обледенёнными с помощью АВР, способными по отдельности выдерживать максимальную нагрузку.

## 5 Компенсация реактивной мощности

В связи с тем, что в сети присутствует индуктивность приёмники питающиеся из этой сети, имеют ток, отстающий от приложенного к зажимам напряжения. Основываясь на это принимаем что приёмник потребляет синусоидальный ток, который сдвинут по фазе относительно напряжения.

В случае нахождения в нагрузке индуктивности часть электромагнитной энергии переходит в запас, а другая часть поступает обратно в генератор. Происходит перенос энергии от генератора в нагрузку, в связи с этим нужно компенсировать реактивную мощность, то есть энергию, которая уходит на запас.

Для этого рассчитаем реактивную мощность

$$Q_{\text{э}} = P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{э.н.}} \quad (30)$$

где  $P_{p\Sigma}$  - общая активная нагрузка на шинах трансформатора, без учета потери на трансформацию, кВт.

$$P_{p\Sigma} = P_{mn} + P_{\text{дв}\Sigma} + P_{\text{сел}\Sigma} \quad (31)$$

где  $P_{mn\Sigma}$  - активная нагрузка кВт;

$P_{\text{дв}\Sigma}$  - активная погружных двигателей кВт;

$P_{\text{сел}\Sigma}$  - активная нагрузка села "Усть-Уса", кВт.

$$P_{p\Sigma} = 1153,79 + 1005,73 + 4278 = 6\,437,52 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{э}} = 6\,437,52 \cdot 0,44 = 2832,5$$

$$Q_{\text{э}} \geq Q_{p\Sigma} \quad (32)$$

где  $Q_{p\Sigma}$  - общая реактивная нагрузка всех кустов нефтедобычи, кВар.

$$Q_{p\Sigma} = Q_{тп\Sigma} + Q_{дв\Sigma} + Q_{сел} \quad (33)$$

где  $Q_{тп\Sigma}$  - суммарная реактивная нагрузка низковольтной кВар;

$Q_{дв\Sigma}$  - реактивная нагрузка погружных двигателей кВар;

$Q_{сел}$  - реактивная нагрузка села "Усть-Уса", кВар.

$$Q_{p\Sigma} = 820,05 + 502 + 2521 = 3843,05 \text{ кВар}$$

$$Q_{p\Sigma} = 3843,05 > 2832,5 = Q_{\varepsilon}$$

Исходя из расчетов, требуется установка конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности. Результаты распределения мощности конденсаторных установок сведем в таблицу 7.

Таблица 7 - Результаты распределения мощности конденсаторных установок

Наименование объекта/номер секции на ГПП, от которой запитан данный объект	$Q_{бк i}$ , кВар
КТП-1 1 и 2 секция ГПП	37,05
КТП-2 1 и 2 секция ГПП	84,86
КТП-123 1 секция ГПП	11,80
КТП-125 2 секция ГПП	15,08
КТП-128 2 секция ГПП	6,29
КТП-129 1 секция ГПП	15,43
КТП-2018 1 секция ГПП	15,17
КТП-2053 1 секция ГПП	12,99
КТП-2072 1 секция ГПП	12,64
Электродвигатели/1секция ГПП	83,89
Электродвигатели/2секция ГПП	83,89
поселок "Усть-Уса"/1 секция ГПП	249,40
поселок "Усть-Уса"/2 секция ГПП	273,07

Таблица 8 - Результаты распределения мощности конденсаторных установок с учетом потерь в трансформаторах.

Наименование объекта/номер секции на ГПП, от которой объект запитан	$Q_{вбк i}$ , кВар
КТП-1 1 и 2 секция ГПП	59,24
КТП-2 1 и 2 секция ГПП	115,97
КТП-123 1 секция ГПП	21,52
КТП-125 2 секция ГПП	25,72
КТП-128 2 секция ГПП	14,43
КТП-129 1 секция ГПП	26,55
КТП-2018 1 секция ГПП	25,92
КТП-2053 1 секция ГПП	21,53
КТП-2072 1 секция ГПП	22,06
Электродвигатели/1секция ГПП	83,89
Электродвигатели/2секция ГПП	83,89
поселок "Усть-Уса"/1 секция ГПП	249,40
поселок "Усть-Уса"/2 секция ГПП	273,07
ИТОГО	1153,36

Производим выбор конденсаторных установок для ГПП на низкой стороне из каталога и выбираем:

Четыре установки УК-6,5-300УЗС.

### 5.1 Финальное определение модели трансформатора

Определим мощность трансформаторов главной понижающей подстанции с расчетом реактивной мощности:

Вычислим активную мощность  $P_{\Sigma ГПП}$ :

$$P_{\Sigma ГПП} = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ГПП} \quad (34)$$

$$P_{\Sigma ГПП} = 6\,437,52 + 55,648 = 6493 \text{ кВт}$$

Вычислим реактивную мощность  $Q_{\Sigma ГПП}$ :

$$Q_{\Sigma\text{гпп}} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{гпп}} - Q_{\text{вбк.ном}} \quad (35)$$

$$Q_{\Sigma\text{гпп}} = 3843,05 + 470 - 1200 = 3113 \text{ кВар}$$

Вычислим полную мощность  $S_{\Sigma\text{гпп}}$ :

$$S_{\Sigma\text{гпп}} = \sqrt{P_{\Sigma\text{гпп}}^2 + Q_{\Sigma\text{гпп}}^2} \quad (36)$$

$$S_{\Sigma\text{гпп}} = \sqrt{6493^2 + 3113^2} = 7200 \text{ кВА}$$

Вычисляем полную мощность с учетом коэффициента  $K_{\text{рм}} = 0,9$

$$S_{\Sigma\text{гпп}} = 0,9 \cdot 7200 = 6480 \text{ кВА}$$

Для перспектив развития нефтедобывающего месторождения согласно плану бурения, выбираем трансформаторы мощностью 10000 кВА.

В связи с тем, что в сети присутствует индуктивность приёмники питающиеся из этой сети, имеют ток, отстающий от приложенного к зажимам напряжения. Устанавливаем конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности.

## **6 Составление картограммы центра электрических нагрузок**

Для нахождения главной понизительной подстанции проводят специальные расчёты. ГПП стараются расположить как можно ближе к центру электрических нагрузок. Для определения центра этих электрических нагрузок строится картограмма электрических нагрузок, представляющая собой генеральный план нефтедобывающего цеха с показанными на нем освещением и силовыми нагрузками каждого объекта.

Центр нагрузок мы находим с помощью методов построения равнодействующих нагрузок, которые аналогичны методам теоретической механики.

Чаще всего на практике используется система дробильных цеховых подстанций, в которых они расположены внутри цехов или рядом с ними. Как правило, мощность таких подстанций не превышает 1000 кВА при вторичном напряжении (напряжение цеховой сети) 380/220 В.

Использование такой системы позволяет значительно снизить затраты как на капитальные затраты, так и на эксплуатационные расходы для низковольтной сети (в основном за счет снижения потерь в сетях 380/220 В). Однако это автоматически увеличивает стоимость оборудования в высоковольтных сетях, но, несмотря на это, системы с небольшими подстанциями вблизи нефтедобывающих кустов экономически оправданы и применяются практически на всех крупных предприятиях.

Так же, как и расположение ГПЗ, места расположения трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ определяются с помощью картограмм электрических нагрузок. В настоящее время достаточно большое количество предприятий, специализирующихся на производстве электротехнической продукции, выпускают комплектные малогабаритные трансформаторные подстанции (КТП), которые вполне пригодны для



размещения на объектах нефтедобычи, имеют простые схемы электрических соединений, имеющие шинопроводы и выключатели на высоковольтной стороне. Кроме того, они достаточно дешевы и просты, поэтому их довольно широко используют.

При нахождении ЦЭН мы применяем метод из теоретической механики, смысл его заключается в том, что вместо массы тел, мы применяем электрические нагрузки объектов расположенных в системе координат  $X$  и  $Y$ . Расчет центра энергетических производится по формулам из теоретической механики:

$$X_{\text{цен}} = \frac{\sum_1^n S_i \cdot X_i}{\sum_1^n S_i} \quad (37)$$

$$Y_{\text{цен}} = \frac{\sum_1^n S_i \cdot Y_i}{\sum_1^n S_i} \quad (38)$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$  - координаты объекта, м;

$S_i$  - расчётная мощность, кВт.

По этой системе расчета центра ЦЭН, будем принимать что на плане нефтедобывающего месторождения нагрузки расположились равномерно, но сами кусты и КТП размещены не так. Поэтому центр плана не будет совпадать с центром электрических нагрузок месторождения. Для его определения по формулам, расположенным выше, мы определяем его центр и сводим все данные в таблицу 9.

Таблица 9 - Результаты определения ЦЭН

№/Название объекта	КТП	$S_i \cdot X_i$	$S_i$ , кВА	$Y_i$ , км	$X_i$ , км	$S_i \cdot Y_i$
Куст 123	КТП-123	373,31	98,24	1	3,8	98,24
Куст 125	КТП-125	155,57	111,12	1,6	1,4	177,79
Куст 128	КТП-128	263,01	71,08	1,7	3,7	120,84
Куст 129	КТП-129	105,46	117,18	1,1	0,9	128,90
Куст 2018	КТП-2018	146,26	112,51	0,8	1,3	90,01
Куст 2053	КТП-2053	134,27	78,98	1,2	1,7	94,78
Куст 2072	КТП-2072	262,20	93,64	0,7	2,8	65,55
КС	КТП-1 6 кВ	3084,9	791	2,5	3,9	1977,5
УПН	КТП-2 6 кВ	2895,1	1113,5	2,9	2,6	3229,15
поселок "Усть-Уса"	-	2475,5	4951	1,3	0,5	6436,3
ИТОГО:	-	10907,1	8059,9	-	-	13382,4

По вышеприведенным формулам определяем координаты центра электрических нагрузок:

$$X_{\text{цен}} = \frac{10907,1}{8059,9} = 1,3 \text{ км}$$

$$Y_{\text{цен}} = \frac{13382,45}{8059,9} = 1,66 \text{ км}$$

## **7 Подбор схемы внешнего электроснабжения**

В текущем разделе мы выбираем схему электроснабжения главной головной подстанции Усинского нефтяного месторождения, мы уже запланировали ее размещение путем расчета центра электрических нагрузок, в текущем разделе мы разработаем схему, внешнее электроснабжение головной подстанции осуществляется с помощью высоковольтных линий электропередачи напряжением 110 кВ, для преобразования этого напряжения на КТП 6/0,4 кВ для нефтяных месторождений мы будем использовать два понижающих трансформатора с напряжения 110 кВ на напряжение 6 кВ, от ГПП будут идти воздушные линии непосредственно на нефтяные объекты.

### **7.1 Выбор главной схемы электрических соединений**

Выбор основной схемы электрических соединений является важным этапом проектирования электрической подстанции, он определяет ее основные характеристики, такие как отказоустойчивость, экономичность, расширяемость и другие важные факторы. В этом разделе мы выбираем основную схему на основе необходимых нам характеристик из существующих схем. В основной принципиальной схеме подстанции, расположенной на рисунке 4, учитывается отказоустойчивость, например, при повреждении одного трансформатора или ремонте мы можем подать питание от второго отключаемого секционного выключателя QS5, включая выключатели QS2 и QS3.

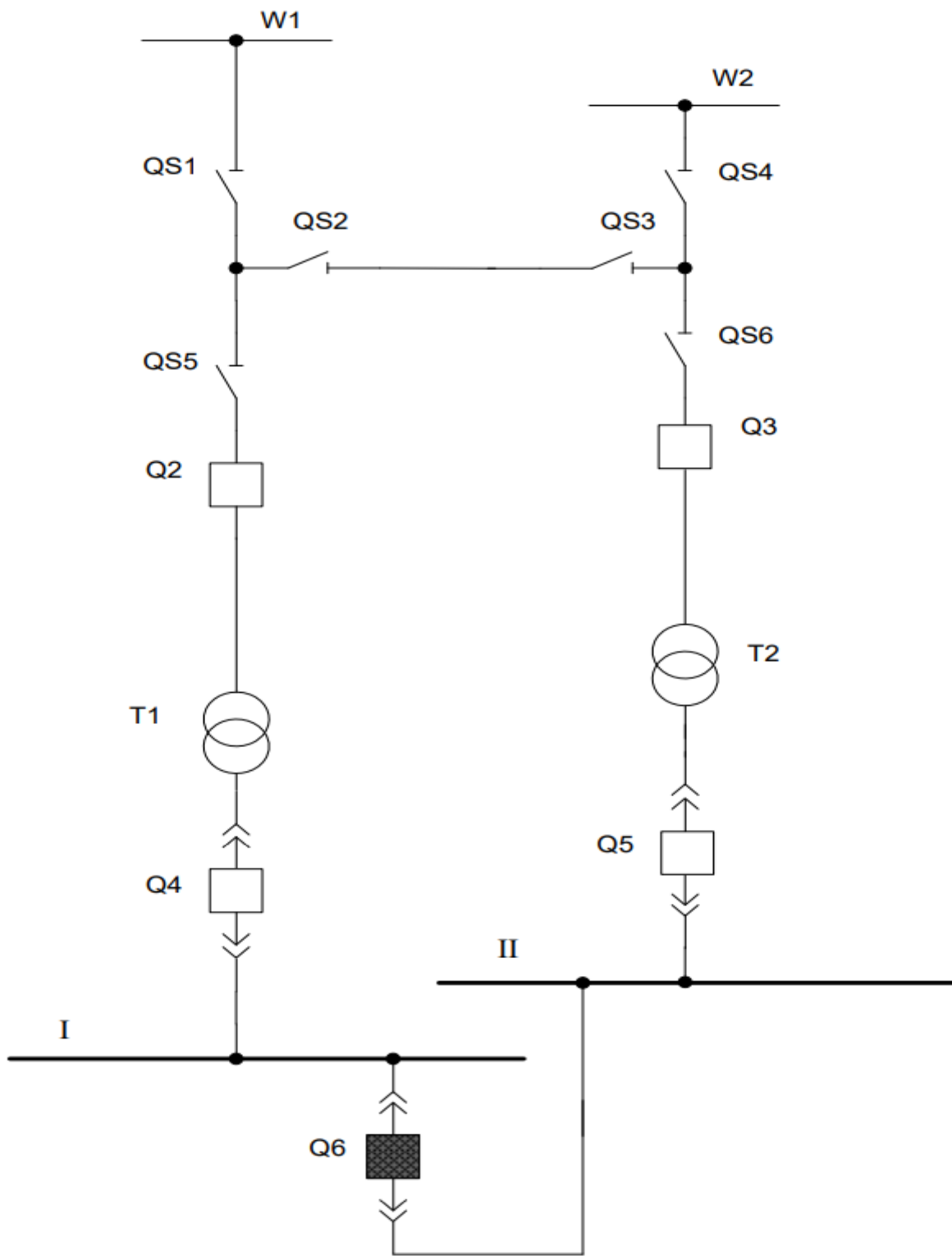


Рисунок 3 - Главная схема электрических соединений ГПП

Выбрана данная схема для главной головной подстанции Усинского нефтяного месторождения.

## 8 Расчет токов КЗ

В предыдущем разделе мы выбрали основную схему электрических соединений, в этом разделе нам нужно рассчитать токи короткого замыкания в разных ее участках. Это действие поможет нам в выборе оборудования защитных линий, а также необходимого сечения кабелей, проводов, трансформаторных шин и другого оборудования.

Согласно основной электрической схеме нашей понижающей подстанции, расположенной на рисунке 4, мы с самого начала составим расчетную схему, в которой уберем лишнее оборудование сети и ее участков и максимально уменьшим его, полученная расчетная схема показана на рисунке 5

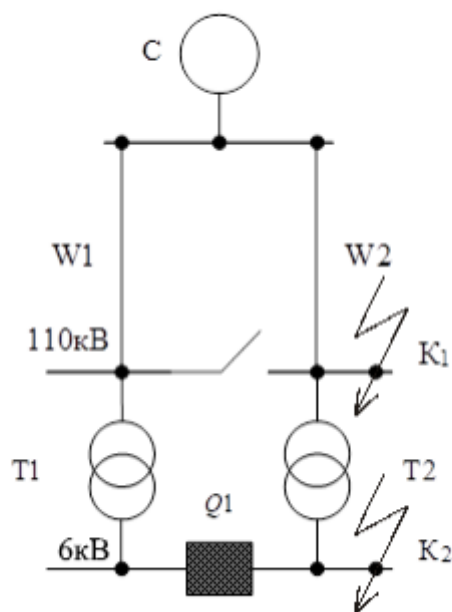


Рисунок 4 - Расчетная схема

Вычисление производим согласно методу типовых кривых. Вычисляя токи коротких замыканий, мы за стандартную нагрузку, мы берем эквивалент равный десяти или сумма нагрузки всех электропотребителей.

Вычислим токи короткого замыкания для участка, на котором расположена  $K_1$

Берем следующие параметры сети:  $U_6 = 115$  кВ;  $S_6 = 100$  МВА .

Рассчитаем базовый ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (39)$$
$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Составим схему замещения путем разложения участков цепи расчетной схемы и замены оборудование на параметры электрической сети, такие как сопротивление и индуктивность от которых зависят наши расчеты.

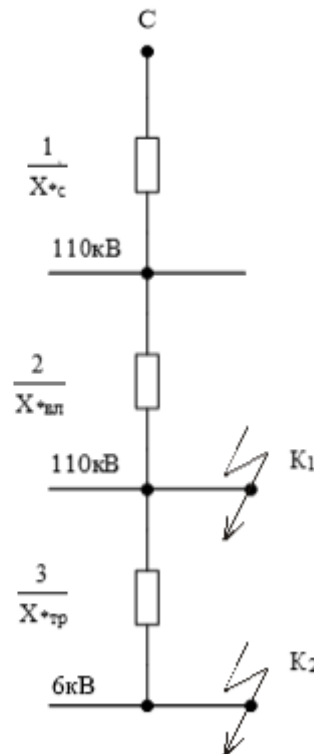


Рисунок 5 - Схема замещения

Подсчитаем общее сопротивление схемы и примем его к значению:  
 $X_{*вл1} = 0,7$  с.

Рассчитаем сопротивление ВЛ и примем его как  $X_{*вл1}$ , согласно следующей формуле:

$$X_{*ВЛ1} = X_{пл} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{лср}^2} \quad (40)$$

где  $X_{пл} = 44,40$  Ом на 100 км - сопротивление круглого проводника поперечным сечением  $S_{ст.} = 70$  мм<sup>2</sup>;

$l = 10$  км длина ВЛ.

$$X_{*ВЛ1} = 0,444 \cdot 12 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Рассчитаем общее сопротивление линии:

$$X_{*\Sigma} = X_{*с} + X_{*ВЛ} = 0,7 + 0,04 = 0,704$$

Рассчитаем токи период токи КЗ в зависимости от времени  $t = 0$  по базисной единице:

$$I''_{*t=0} = 1,47$$

Переводим коэффициенты и относительные единицы в реальные:

$$I''_{*Кл=0} = I_6 \cdot I''_{*t=0} \quad (41)$$

$$I''_{*Кл=0} = 0,502 \cdot 1,47 = 0,74 \text{ кА}$$

Рассчитаем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = I''_{*Кл=0} \cdot S_6 \quad (42)$$

$$S_{кз} = 1,47 \cdot 100 \text{ МВА}$$

Рассчитаем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = 2,55 \cdot I''_{*K1=0}$$

$$i_{уд} = 2,55 \cdot 0,74 = 1,887 \text{ кА}$$

Все расчеты сводим в одну таблицу 10.

Таблица 10 - Результаты расчета токов короткого замыкания

Название расчетной точки к. з.	$I_b$ , кА	$I''_{*K1=0}$ , кА	$i_{уд}$ кА	S, кз МВА
K1	0,502	0,74	1,887	147,0
K2	5,5	3,795	9,68	69,0

### 8.1 Расчет времени короткого замыкания для линий на низкой стороне

Рассчитаем время короткого замыкания для линии:

$$t_{кз(линии)} = t_{р.з} + t_b + T_A \quad (43)$$

где  $t_b$  - время отработки выключателя

$T_A$  - базовая постоянная времени в расчете коротких замыканий  $t = 0$

$T_A = 0,05$  сек

$t_{р.з}$  - время обработки релейной защиты,  $t_{р.з} = \frac{0,01}{0,02}$  сек

Возьмем, время для срабатывания выключателей равным 0,1 сек. тогда у нас получится:

$$t_{кз(линии)} = 0,02 + 0,1 + 0,05 = 0,17 \text{ сек}$$



## 8.2 Расчет времени короткого замыкания для секционных выключателей на низкой стороне

Рассчитаем общее время короткого замыкания для секционных выключателей.

$$t_{\text{КЗ.СВ}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + \Delta t \quad (44)$$

$$t_{\text{КЗ.СВ}} = 0.02 + 0.1 + 0.05 + 3 = 0,47 \text{ сек}$$

## 8.3 Расчет времени короткого замыкания для ячейки ввода на стороне НН

Рассчитаем общее время короткого замыкания для секционных выключателей:

$$t_{\text{КЗ.СВ}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + \Delta t \quad (45)$$

$$t_{\text{КЗ.СВ}} = 0.02 + 0.1 + 0.05 + 2 \cdot 3 = 0,77 \text{ сек}$$

## 8.4 Расчет времени короткого замыкания для линий на высокой стороне

Рассчитаем общее время короткого замыкания для секционных выключателей:

$$t_{\text{КЗ.В.ВВН}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + \Delta t \quad (46)$$

$$t_{\text{КЗ.В.ВВН}} = 0.02 + 0.1 + 0.05 + 3 \cdot 3 = 1,07 \text{ сек}$$

## 8.5 Расчет теплового импульса

Рассчитаем тепловой импульс в результате к.з. с помощью формулы:

$$W_k = I_{*KI=0}^2 \cdot t_{кз} \quad (47)$$

Рассчитаем тепловой импульс для линий на стороне низкого напряжения:

$$W_{k \text{ линии}} = 3,8^2 \cdot 0,17 = 2,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Рассчитаем тепловой импульс секционного выключателя на стороне низкого напряжения:

$$W_{k \text{ св}} = 3,8^2 \cdot 0,47 = 6,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Рассчитаем тепловой импульс выключателя ячейки ввода низкой стороны:

$$W_{k \text{ яв}} = 3,8^2 \cdot 0,77 = 11,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Рассчитаем тепловой импульс вводного выключателя высокой стороны линии:

$$W_{k \text{ яв}} = 0,75^2 \cdot 1,07 = 0,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Для общего представления расчетом все их вводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Сводная таблица вычисления теплового импульса и времени короткого замыкания

Название участка	$I_{кз}, \text{кА сек}^2 *$	$t_{кз}, \text{сек}$
Ячейка ввода на низкой стороне	11,12	0,77
Секционный выключатель	6,78	0,47
Вводной выключатель	0,81	1,07
Отходящая линия	2,45	0,17

Рассчитав токи, время коротких замыканий в разных участках электрической схемы: для линии на низкой стороне, для секционных выключателей на низкой стороне, для ячеек ввода на низкой стороне, для линии на высокой стороне. А также теплового импульса.

Это действие поможет нам в выборе оборудования защитных линий, а также необходимого сечения кабелей, проводов, трансформаторных шин и другого оборудования.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе спроектировал системы электроснабжения на Усинском нефтяном месторождении для питания объектов нефтедобычи компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Спроектировали и провели расчет для выбора необходимого оборудования и систем защиты новой главной понижающей подстанции напряжением 6/110кВ, питающих её линий электропередач, её расположение с учетом экономического фактора.

Провели анализ распределения электроэнергии по кустам нефтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 123, № 125, № 128, № 129, № 2018, № 2053, № 2072. Разобрали используемое на данных объектах электрооборудование и подобрали необходимые КТП для его бесперебойной работы и питания электроэнергией с учетом климатических условий и экономических потребностей.

Составили главную энергетическую схему для всего месторождения, в которой учли важные параметры по бесперебойности работы электрооборудования как головной понижающей подстанции, так и объектов нефтедобычи, для этого везде используется резервирование с помощью второго трансформатора, в КТП 6/0.4кВ на объектах нефтедобычи используется АВР для быстрого переключения на резервные линии. Благодаря проведённой нами работой у нас получилась энергосеть, которая обеспечивает бесперебойность работы электрооборудования, безопасность согласно всем нормам и правилам проектирования электроустановок, экономически целесообразная с заделом на расширение токовой нагрузки после бурения и включения в работу дополнительных кустов нефтедобычи на месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2005. 26 с.
2. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. 288 с.
4. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. М.: ЭНАС, 2014. 208 с.
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2016. 75 с.
6. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.130.01.145-2013.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.130.01.145-2013.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).
7. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1-007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).
8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций. Учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2015. 100 с.

9. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы 61 для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.

10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. 92 с.

11. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.

12. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fskees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.120.40.216-2016.pdf](http://www.fskees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.

15. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

17. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527- 98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

18. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. М.: Академия, 2013. 448 с.

19. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018). 62

20. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fskees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.120.40.041-2010\\_s\\_izm\\_14122012\\_28012015.pdf](http://www.fskees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

21. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

22. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2015. 124 с.

23. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1-007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

24. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: [https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf](https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

25. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fskees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf](http://www.fskees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

26. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 с.
27. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712 с. 63
28. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
29. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
30. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 с